

УДК 622.692.24 : 622.323

В.П. Конухин

ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Широкомасштабное освоение новых месторождений углеводородного сырья на шельфе и на континентальных территориях в Российской Арктике требует создания в регионе мощных транспортно-технологических систем нефти и газа. Стабильность и эффективность таких систем в экстремальных климатических условиях может быть значительно повышена, если в их структуру будут включены подземные резервуарные парки большой емкости. Это касается и заводов СПГ. В статье рассмотрен широкий круг вопросов, связанных с решением данной проблемы.

Ключевые слова: Российская Арктика, углеводородное сырьё, транспортировка нефти, подземные хранилища.

Транспортно-технологические системы (ТТС) при освоении месторождений углеводородного сырья в Арктике

Российская Арктика — одна из самых богатых энергетическими ресурсами территорий России, открывающая новые возможности для развития и процветания страны. Достаточно сказать, что до 25 процентов мировых запасов нефти и газа сосредоточено на арктическом шельфе, причём почти половина из них приурочена к провинциям под российским суверенитетом.

Учитывая исключительное значение освоения месторождений углеводородного сырья на шельфе и континентальной части Российской Арктики, «Газпром» запланировал на ближайшее десятилетие организацию четырёх новых газодобывающих и нефтедобывающих районов: Штокмановского, Обско-Тазовского, Приамальского и Печорского.

Реализация этой концепции позволит, начиная с 2030 года, получать в создаваемых добычных районах не менее 20 млн т нефти и 170 млрд

куб. м газа с последующим увеличением добычи газа до 300 млрд. куб. м в год [1].

Говоря о перспективах освоения шельфа в Российской Арктике необходимо также подчеркнуть стратегическое значение производства непосредственно в рассматриваемом регионе сжиженного природного газа (СПГ). Заводы СПГ и пролегающие здесь глубоководные трассы Северного морского пути обеспечат для России доступ на самые отдаленные мировые рынки на азиатском и американском континентах.

Естественно, организация крупных газодобывающих и нефтедобывающих районов в Российской Арктике, равно как и создание заводов по производству СПГ потребует для их эффективной и стабильной работы развития в регионе мощных транспортно-технологических систем с морскими и наземными структурными компонентами: магистральными трубопроводами, головными и промежуточными насосными станциями, резервуарными парками, терминалами и другими инженерными сооружениями.

ми, предназначенными для сбора, транспортировки, накопления, хранения и отгрузки сырых и переработанных углеводородов, в том числе СПГ.

Альтернативные варианты полной деятельности создаваемых газодобывающих и нефтедобывающих районов в Российской Арктике, в частности обсуждаемый в последнее время вариант использования для этой цели готовых терминалов и трубопроводных сетей в Норвегии, вряд ли приемлемы для России. В условиях ожесточенной борьбы за остатки энергетических ресурсов на планете без собственных и самодостаточных транспортно-технологических систем в Арктике Россия вообще может утратить контроль за своим газо-нефтяным потенциалом арктического шельфа.

Рассмотрим на нескольких примерах, как решается проблема транспортировки нефти в Российской Арктике в настоящее время. Речь, естественно, пока идет только о нефти, добытой на материковых территориях (по состоянию на начало 2009 на российском арктическом шельфе не добыто ни одной тонны промышленной нефти и ни одного кубометра газа).

Через береговые и рейдовые терминалы Варандея, Обской губы, Колгуева, Архангельска, Витино и Мурманска в последние годы отгружено около 25 млн. т нефти, добытой на северных месторождениях Западной Сибири и Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Наибольшей пропускной способностью отличается подводный перегрузочный комплекс в Варандее, принадлежащий ОАО «Мурманское морское пароходство». Подводное сооружение представляет собой монолитную стальную конструкцию диаметром 12 метров, высотой около трех метров и весом более 100 тонн. Специальное

устройство для швартовки и дюкер длиной 4,8 километров (углублен на 1,5 метра), диаметром — 270 мм и рабочим давлением в шланге 30 атмосфер обеспечивают производительность погрузки до 5000 тонн в час. Система перевалки нефти способна устойчиво работать круглый год, при низких температурах и высоте морской волны до 5 метров.

Нефтеналивной терминал соединен с нефтехранилищем ООО «Нарьянмарнефтегаз» в порту Варандей на 415000 кубометров, нефть в которое поступает из северных месторождений Ненецкого автономного округа по системе местных трубопроводов [2].

Вторая действующая транспортно-технологическая схема экспортной поставки нефти через Мурманск более сложна. В данном случае сырая нефть, добываемая на месторождениях компаний «Северная нефть» и «Полярное сияние» по трубопроводной ветке «Транс-нефть» подается до нефтеперевалочного железнодорожного терминала на станции Приводино под Котласом в Архангельской области, где перегружается в цистерны и по железной дороге перевозится до морского терминала «Роснефти» с береговыми накопительными хранилищами в Архангельске. В танкерах-челноках дедвейтом в 15—20 тыс. т нефть из Архангельска транспортируют в Мурманск, где перегружают на плавучее нефтехранилище «Бело-каменка» — старый танкер емкостью 360 тыс. т, установленный в Кольском заливе. Далее нефть супертанкерами вывозится в Роттердам. В связи с увеличением объемов перевалки нефти через Мурманск предполагается установка второго танкера-накопителя с аналогичной вместимостью либо строительство дополнительного берегового резервуарного парка [3].

Серьезное увеличение объемов перевалки следует ожидать уже в ближайшее время, после намеченного на 2010 год пуска в эксплуатацию ледостойкой морской платформы на Приразломном месторождении в Печорском море. Отметим, что при обустройстве Приразломного месторождения в транспортно-технологическую систему будут включены 14 танкеров для сбора нефти с общим объемом 113 тыс.м³, расположенные непосредственно на платформе, два многофункциональных ледокольных судна, два челнока-танкера ледвейтом по 70 тыс.т, вспомогательные суда различного назначения. Замыкающим звеном системы вновь является плавучее нефтехранилище «Белокаменка» в Кольском заливе.

Оценка даже только этих частных примеров показывает, как велика роль транспортно-технологических систем при добыче и поставках нефти потребителям. Очевидно, также и то огромное значение для стабильной работы транспортно-технологических систем, которое приобретают резервуарные парки в их структуре, в том числе резервные.

Анализ климатических, инженерно-геологических и социально-экономических условий Российской Арктики показывает, что одним из наиболее перспективных направлений создания резервуарных парков нефти и газа большой емкости для обеспечения стабильной работы арктических транспортно-технологических систем углеводородного сырья является их подземное размещение в приповерхностных геологических формациях.

Имеются серьезные предпосылки для решения данной задачи. Основные из них следующие:

- опыт строительства и многолетней эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа в странах Скандинавии,

имеющих инженерно-геологические условия, близкие к условиям Кольского полуострова и некоторых островов в Северном Ледовитом океане;

- наличие в Российской Арктике геологических формаций, пригодных для возведения подземных резервуаров большой емкости;

- наличие апробированных технологий и реальной практики возведения крупногабаритных подземных сооружений с площадями поперечных сечений до 700 м² в скальных и многолетнемерзлых породах в Российской Арктике.

Рассмотрим эти положения более подробно.

Техника и технология хранения углеводородного сырья и его производных в подземных хранилищах

Практически во всех индустриально развитых странах мира подземные хранилища углеводородного сырья используются в транспортно-технологических системах нефти и газа. Особую значимость подземным резервуарным паркам большой емкости придают при создании стратегических запасов нефти и нефтепродуктов, а также газа (сжиженного или сжатого до высокого давления).

Поскольку наиболее близкими к западному сектору Российской Арктики условиями отличаются страны Скандинавии — Финляндия, Норвегия, Швеция, рассмотрим используемую в этих странах технику и технологию хранения углеводородного сырья в подземных хранилищах более подробно. В настоящее время в Финляндии, Норвегии и Швеции построено и эксплуатируется порядка 250 хранилищ нефти и нефтепродуктов с общим объемом превышающим 50 млн.м³. Показательно, что абсолютное большинство из них распола-

гаются в высокопрочных кристаллических породах Фенноскандии, что позволяет избегать применения дорогостоящих железобетонных или стальных облицовок горных выемок [5]. Характерным примером таких хранилищ является финское нефтехранилище Порвоо. Его первая очередь емкостью 677000 м³ была построена за 3 года, на вторую очередь емкостью 495000 м³ затраты времени были ещё меньше.

Следует обратить внимание на некоторые важные технологические подходы, принятые в Скандинавии при хранении нефти в подземных резервуарах:

- хранилища сооружаются на такой глубине, чтобы давление подземных вод в любой точке контура выработки превышало напор хранимого продукта;

- необходимая температура при хранении нефти поддерживается с помощью водяной подушки, содержание которой подогревается через теплообменники.

В Швеции при создании хранилищ нефтепродуктов используют два метода хранения: со стационарной водяной подушкой и с колеблющейся подушкой. Первый получил наибольшее распространение и основан на весьма простом принципе: грунтовая вода, просачивающаяся через трещины во вмещающем породном массиве собирается в нижней части модулей хранилища. Насосы с автоматическим управлением поддерживают постоянный уровень воды, а нефтепродукты или нефть плавают на водяной подушке постоянной высоты. Для очистки воды используют сепараторы. Хранилища с колеблющейся водяной подушкой используют для хранения легких нефтепродуктов. Продукт в этом случае хранится на водяной подушке, уровень которой изменяется в зависимости от объемов хранимого

продукта. Вследствие этого возможность образования взрывоопасной газовой среды сводится к минимуму.

При хранении тяжелых, густых и вязких типов нефти и нефтепродуктов, применяют их прямой подогрев. Считается, что менее плотные продукты лучше подогревать косвенным путем с перекачкой и подогревом воды в водяной подушке. При создании подземных хранилищ сырой нефти необходимо учитывать содержание в ней взвешенных твердых частиц. Твердые примеси в процессе хранения нефти осаждаются на днище хранилища и постепенно уменьшают его эффективный объем. Для предотвращения осаждения парафина и воска из нефти используют её нагрев.

Если давление газа в хранилище над нефтью превышает допустимую величину, то производят его сброс с очисткой в скрубберах.

Говоря о практике хранения сжиженных газов в подземных хранилищах, следует отметить два подхода к решению проблемы. Первый подход: хранение продукта над высоким давлением при нормальной температуре, второй — при низком давлении в сочетании с охлаждением грунта вокруг выемки. При втором варианте грунтовые воды в трещинах вмещающего массива замерзают и расширяются, таким образом вокруг хранилища создается искусственный водонепроницаемый слой. Для хранилищ газа при повышенном его давлении большое значение приобретает глубина его заложения.

Для предотвращения утечек газа по трещинам гидростатическое давление подземных вод по контуру сооружения принимается таким, чтобы оно превышало внутреннее давление газа. На рис. 1, 2 и 3 приведены примеры хранилищ нефти и сжиженного газа, раз-

мещенные в массивах кристаллических скальных пород.

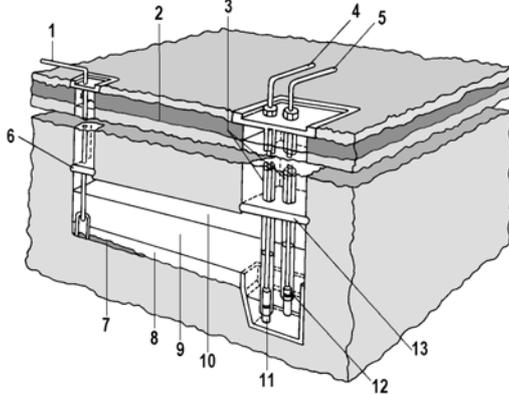


Рис. 1. Подземное хранилище сырой нефти (Швеция): 1 — прием продукта; 2 — уровень грунтовых вод; 3 — труба-оболочка; 4 — откачка воды; 5 — выдача продукта; 6 — бетонная перемычка; 7 — осадки; 8 — водяная подушка; 9 — жидкий продукт; 10 — газообразный продукт; 11 — водяной насос; 12 — насос для продукта; 13 — бетонная перемычка

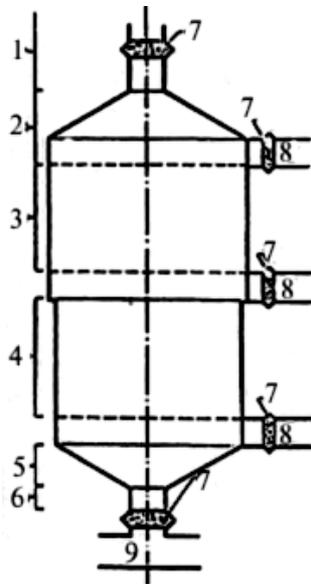


Рис. 2. Политанк — метод хранения нефти. Конструкция отдельного резервуара: 1 — насосный или контрольный ствол; 2 — поверхность конуса; 3 — первый уступ; 4 — второй уступ; 5 —

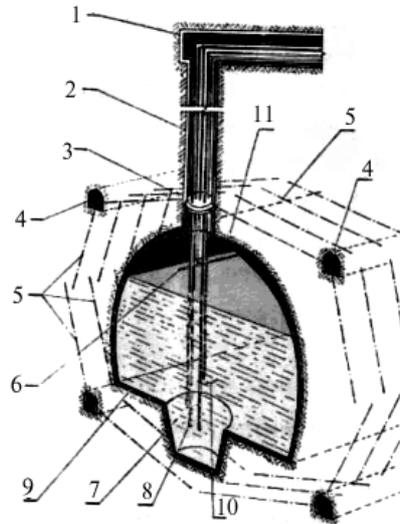


Рис. 3. Подземное хранилище природного сжиженного газа в скальном массиве: 1 — подходная выработка; 2 — вертикальный трубопроводный ствол; 3 — бетонная пробка; 4 — мониторинговые выработки; 5 — скважины водяной завесы; 6 — трубопровод охлаждающей жидкости; 7 — насосная станция; 8 — насосы СПГ; 9 — герметизирующая облицовка; 10 — трубопровод подачи СПГ в хранилище; 11 — вмещающий нижняя воронка; 6 — выпускное отверстие; 7 — бетонная перемычка; 8 — сбойка от подходного туннеля; 9 — нижний туннель, соединяющий выемки с водосборником

Инженерно-геологические условия строительства подземных резервуарных парков углеводородного сырья в западном секторе Российской Арктики

Инженерно-геологические условия арктического побережья России и островов Северного Ледовитого океана, потенциальных территорий размещения транспортно-технологических систем нефти и газа при освоении арктического шельфа, весьма разнообразны. Однако можно отметить, что в западном секторе Россий-

ской Арктики, в частности на Кольском полуострове, архипелагах Новая Земля и Земля Франца-Иосифа преобладают геологические формации кристаллических скальных пород, а в восточном секторе — многолетнемерзлые осадочные напластования. Поскольку наиболее перспективным размещение подземных резервуарных парков в структуре транспортно-технологических систем будет связано, прежде всего, с местами загрузки нефти и СПГ в танкеры в районе незамерзающих портов, расположенных на баренцо-морском побережье Кольского полуострова, рассмотрим инженерно-геологические условия этой зоны более подробно.

Прогнозируемый уровень возможных землетрясений в рассматриваемом регионе не превышает 5—6 баллов по десятибалльной системе.

Так как северная береговая линия Кольского полуострова представляет собой неотектонические уступы, то наиболее благоприятные площадки для строительства подземных комплексов в данном регионе расположены на некотором расстоянии от береговой линии Баренцева моря. Такие площадки могут быть в частности приурочены к контуру фиордов, врезающихся в глубь полуострова на расстояние до 20—30 км.

Характерен пример крупных геологических массивов, сложенных гнейсами, плагиогнейсогранитами и гнейсодиоритами, на западном берегу Печенгской губы. Сочетание глубоководного фарватера и превосходных инженерно-геологических условий для размещения крупного, на несколько миллионов тонн, подземного резервного резервуарного парка создает идеальные условия для строительства порта загрузки океанских танкеров как сырой нефтью, так и сжиженным природным газом (СПГ).

На этой же площадке может быть размещено и само предприятие по сжижению природного газа.

По результатам многолетних исследований автора лучшими с точки зрения устойчивости подземных сооружений признаны крупные гранитоидные массивы Лицко-Урагубского комплекса раннепротерозойского возраста, где системы «молодых» трещин не являются доминирующими, а в зонах древних нарушений перекристаллизация и высокотемпературный метасоматизм, перешедшие в мигматизацию привели к «залечиванию» проницаемых зон докембрийского заложения. В составе Лицко-Урагубского комплекса имеется семь гранитоидных массивов, расположенных от верховьев р. Западная Лица до побережья Баренцева моря в районе Ура-Губы, площадь которых составляет от 5 кв.км до 580 кв.км.

Как и на побережье Печенгской губы, непосредственно на берегах Западной Лицы, Ара-губы, Ура-губы, Сайда-губы, Оленьей губы и Кольского залива также имеются массивы кристаллических скальных пород, мощность которых достаточно для размещения подземных хранилищ сырой нефти и нефтепродуктов с емкостью не менее 1 млн т и подземных емкостей для накопления сжиженного газа. Хорошие перспективы для выбора площадок и монолитных структурных блоков для размещения крупных подземных хранилищ нефти и газа следует ожидать и в районе Дальних Зеленцов, Териберки и Июканьги.

В качестве конкретного примера можно привести характеристику одного из породных массивов, входящих в Мурманский геоблок и расположенного в прибрежной зоне вблизи Дальних Зеленцов [6]. Данный массив сложен плагио-микроклиновыми и биотитовыми мигматит-гранитами со среднезернистой порфиоровидной од-

народной текстурой. Гранитный массив ограничен зонами трещиноватости, залеченными на глубине. Прочность в образцах породы: на сжатие 148 МПа, на растяжение — 8,3 МПа. Гидравлические параметры: коэффициент фильтрации на глубинах до 150 м — $n \times 10^{-3}$ – $n \cdot 10^{-2}$ м/сут; на глубине 150–160 м — $n \cdot 10^{-4}$ м/сут.

В практике выбора мест размещения подземных хранилищ нефти и газа большое значение придается поиску монолитных структурных блоков в геологических формациях. Исследования, выполненные на северном побережье Кольского полуострова позволяют утверждать, что такие блоки могут быть найдены на многих площадках побережья.

Технологии строительства подземных резервуарных парков большой емкости в экстремальных климатических условиях Арктики

В СССР в период до 1990 года в Арктике был возведен целый ряд подземных комплексов для гидроэлектростанций на Кольском полуострове и в Сибири. Особое место в подземном строительстве занимает создание подземных сооружений для Военно-морского флота [7].

Строительство велось с использованием самых современных горных технологий и лучших образцов отечественной и западно-европейской техники [8, 9, 10]. И этот бесспорно успешный опыт при создании подземных резервуарных парков углеводородного сырья в экстремальных климатических условиях Арктики должен быть использован в полной мере.

Наиболее высокую эффективность показали горные технологии, основанные на вовлечении вмещающих породных массивов в совместную работу с крепями и на целенаправленном искусственном управлении свойствами и состоянием этих массивов [8, 9].

Темпы буровзрывной выемки породы в отдельных крупногабаритных сооружениях ещё в 80 годы достигали 30000–50000 м³ в месяц. Вполне резонно можно предположить, что, учитывая значительное совершенствование техники и технологий буровзрывной выемки скальной породы при подземном строительстве за прошедшие годы в расчетах при оценке сроков создания подземных хранилищ нефти и газа темпы работ в рассматриваемом нами регионе могут быть увеличены в полтора-два раза.

Учитывая важное значение проницаемости вмещающих породных массивов вокруг создаваемых подземных резервуаров углеводородного сырья, в первую очередь при хранении сжиженного газа остановимся кратко на оценке техногенного воздействия горных работ на массив кристаллических скальных пород в процессе строительства и динамики изменения нарушенной зоны при эксплуатации сооружений в условиях Арктики [10, 11].

Одна из серий измерений была проведена в подземной камере, размещенной на глубине 100 м в гранитах. Плотность гранита варьировала от 2,64 до 2,75. прочность на сжатие в образцах составила 148–247 МПа, на растяжение 7,5–9,0 МПа. Коэффициент Пуассона — 0,22–0,25. Модуль Юнга ($E \cdot 10^{-4}$) 6,0–7,0 МПа. Проницаемость, включая зоны тектонических нарушений равнялась $3 \cdot 10^{-2}$ — $7 \cdot 10^{-4}$. Эффективная пористость — 0,1–0,25 %.

Известно, что горные массы с блочно-иерхической структурой непрерывно обмениваются энергией с окружающей их средой. В тех случаях, когда на вмещающий массив воздействуют бурение и взрывы, ответом на них является образование нарушенной зоны за контуром создаваемого подземного сооружения. Заме-

ры в натуральных условиях баренце-морского побережья Кольского полуострова показали, что при обычной шпуровой отбойке породы распространение трещин во вмещающем массиве не превышало 40 см, составляя в основном 10—20 см; при отбойке породы на нижних ярусах при использовании экранов предварительного взрывного шлеобразования, величина нарушения сплошности породы за контуром составила 0,05—0,15 м.

Весьма показательно, что замеры, проведенные на тех же участках через 10 и 30 лет, после завершения буровзрывных работ практически не выявили дополнительного распространения трещиноватости и образования дополнительных путей фильтрации в окружающую среду. Данное положение справедливо и для подземных выработок гидроэлектростанций, эксплуатировавшихся под давлением более двадцати лет.

Перспективы и технико-экономические оценки использования подземных резервуарных парков углеводородного сырья в Российской Арктике

Предстоящее в ближайшие десятилетия развитие нефтегазового добычного комплекса в Российской Арктике требует перехода от временных транспортно-технологических систем, принятых в настоящее время, к стационарным системам. При этом эффективность и стабильность транспортно-технологических систем может быть существенно повышена, если в их структуру будут включены резервуарные парки нефти и сжиженного газа большой емкости, в том числе для создания стратегических резервов углеводородного сырья.

Учитывая наличие приповерхностных геологических формаций, обладающих превосходными физико-

механическими и иными инженерными характеристиками, на Кольском полуострове, архипелаге Новая Земля и других территориях Северо-Западного сектора Российской Арктики, а также проверенных технологий подземного строительства в экстремальных климатических условиях Крайнего Севера, создание подземных резервуарных парков углеводородного сырья в Российской Арктике не вызовет существенных трудностей. Таким образом, на чисто техническом уровне в настоящее время нет никаких факторов, ограничивающих реальное осуществление той или иной концепции создания в геологических формациях Арктики подземных резервуарных парков нефти и нефтепродуктов, сжиженного природного газа (СПГ) или сжатых под высоким давлением газопродуктов.

Говоря об экономической эффективности использования подземных резервуарных парков, следует вернуться к опыту Скандинавии. По оценкам шведских специалистов подземное размещение хранилищ нефти и нефтепродуктов становится рентабельным уже при объеме хранения более 30000 м³.

При хранении сжиженного газа рентабельным подземное хранение становится при объеме равном 10000 м³. При объеме более 100000 м³ полная стоимость строительства и их эксплуатации для подземных хранилищ на 20 % ниже поверхностных.

Для крупных подземных хранилищ эксплуатационные расходы составляют лишь одну треть от эксплуатационных расходов наземных хранилищ.

Анализ также показывает, что стоимость строительства, отнесенная на 1 м³ готовых емкостей в подземных хранилищах углеводородного сырья в странах Скандинавии при емкости хранилища около 4 млн м³ составила порядка 22.0 дол. США, при емкости в млн. м³ — 29.0 дол. США.

Оценивая стоимостные показатели реального подземного строительства в Российской Арктике в период с 1970 по 1990 года, следует отметить, что усредненная стоимость 1 м³ готовых сооружений в железобетонных облицовках в ценах 1984 года при площадях поперечного сечения камер 600 — 700 м² составила 86 руб., а при площадях 160—260 м² — 120 руб.

Безусловно, при кардинальном изменении социально-экономических отношений в России, требуются иные подходы при расчетах стоимостных показателей строительства и эксплуатации подземных резервуарных парков для транспортно-технологических систем углеводородного сырья в Российской Арктике. В современных условиях существенное значение приобретает рыночная стоимость земельных отводов для размещения резервуарных парков.

Суммарные затраты от использования территории будут складываться из платежей, связанных с длительной арендой земельного отвода на поверхности, а также использование недр с целью размещения в них подземного резервуарного парка.

Согласно новому закону РФ «О недрах» предусматривается использование геометризованного блока недр, имеющего пространственные границы, и включает строительство и эксплуатацию подземных сооружений на глубине 5 м ниже почвенного слоя. Ставки регулярных платежей за пользование недрами устанавливаются федеральными органами исполнительной власти.

В конечном итоге оценку того или иного варианта хранилища углеводородов или площадки под его размещение целесообразно производить по капитальным затратам. Поэтому для подземных резервуарных парков нефти, СПГ и сжатого природного

газа, главным экономическим критерием принимаемых решений с точки зрения рыночной экономики будет величина капитальных вложений и их эффективность. Первичным показателем эффективности можно считать удельные капитальные затраты, т.е. затраты 1 м³ полезной емкости для хранения продукта.

Предварительные расчеты показывают, что на Кольском полуострове удельные капитальные затраты на 1 м³ хранимого продукта составят около 25—30 долларов США.

Особые преимущества подземное размещение хранилищ углеводородного сырья дает с точки зрения их безопасности. Риск возникновения пожаров и проведения террористических актов снижается в тысячи и десятки тысяч раз. Безопасность подземного хранилища нефти не идет ни в какое сравнение с безопасностью береговых и тем более плавучих хранилищ, уязвимых как для террористических атак, так и при воздействии природных катаклизмов.

Не случайно в странах Скандинавии, особенно бережно относящихся к легко ранимой на севере окружающей среде, все новые хранилища углеводородного сырья располагают только под землей.

Выводы

Эффективность освоения месторождений углеводородного сырья в Российской Арктике как на территориях её континентальной части, так и на морском шельфе в значительной мере будет определяться развитием транспортно-технологических систем (ТТС) нефти и газа с использованием в их структурах резервуарных парков большой емкости, в том числе для создания стратегических резервов сырья.

Наиболее экономически приемлемым и безопасным при эксплуатации конструктивно-компоновочным и технологическим решением для таких ре-

зервуарных парков является их подземное размещение в приповерхностных геологических формациях региона.

На побережье Кольского полуострова, материковой части Архангельской области и островах Северного Ледовитого океана имеются значительные по площади геологические структуры и отдельные массивы скальных и многолетнемерзлых пород пригодные для размещения подземных резервуарных парков емкостью до 4 и более млн м³, причем во многих случаях они расположены на примыканиях к глубоководной морской акватории, позволяющих обеспечить удобное размещение береговых перегрузочных терминалов и подходы танкеров ледвейтом до 300000 т.

Многолетний опыт стран Скандинавии по эксплуатации подземных хранилищ нефти, нефтепродуктов и газа доказал их гарантированную безопасность при расходах на эксплуатацию в 2—3 раза ниже чем на эксплуатацию наземных хранилищ углеводородного сырья.

Успешная практика подземного строительства в Российской Арктике в 70—80 годы позволяет с корректировкой на обновленную технику использовать апробированные технологии возведения крупногабаритных подземных сооружений в экстремальных условиях Арктики и при создании подземных резервуарных парков для нефти, газа и продуктов их переработки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Информация об инициативах «Газпрома» в Арктике.* Пресс-служба ОАО «Газпром» Arctic Petroleum Journal, 2005, № 1. с. 4.
2. *Бамбуляк А., Францен Бьёрн* Транспортировка нефти из российской части Баренцева региона. Сванову Экологический центр, 2005, Сванвик, Норвегия. — 92 с.
3. *Хроль А.* Нефтяная компания Роснефть планирует установку ещё одного супертанкера в Кольском заливе в качестве терминала для перевалки нефти. Arctic Petroleum Journal, 2005, № 1. С. 6—9.
4. *Будзуляк Б.В., Тер-Саркисов Р.М.* Подземное хранение газа: современные задачи науки и техники. Наука и техника в газовой промышленности. № 3—4. 2004, — С. 3—5.
5. *Конухин В.П.* Перспективы использования подземных резервуаров в транспортно-распределительных системах нефти и газа на Европейском Севере России / В.П. Конухин // Топливо-энергетический комплекс России: Региональные аспекты: сб. науч. тр. — Санкт-Петербург, 2004. — С. 94—98.
6. *Конухин В.П.* Подземные резервуарные парки нефти и газа в транспортно-технологических системах углеводородного сырья в Российской Арктике. В сборнике

Коротко об авторе

Конухин В.П. — профессор, кандидат технических наук, Горный научного центра Российской академии наук, E-mail: vladimir@goi.k

ческом регионе. Изд. КНЦ РАН, 2005, С. 163—174.

8. *Манойлин В.И.* Базирование Военно-морского флота СССР. Серия: «Секретные материалы». Изд-во «Нева», Санкт-Петербург, 2004. — 316 с.

9. *Конухин В.П.* Управление свойствами и состоянием породных массивов при возведении и эксплуатации подземных сооружений / В.П. Конухин — Апатиты: КНЦ РАН, 1992. — 111 с.

10. *Конухин В.П.* Крепление крупногабаритных подземных сооружений / В.П. Конухин. — Апатиты: КНЦ РАН, 1991, — 146 с.

11. *Konukhin, V.* The construction of the large-scale underground facilities in the Russian Arctic / V. Konukhin // Proceedings of International conference «Underground works: ambitions and realities» — Paris, 1999. — P. 239—244.

12. *Vladimir P. Konukhin* Study of the Effect of the Mining Operation on Crystalline Rock Mass During Construction of Spent Nuclear fuel and High Level Waste Storage Facilities in the Russian Western Arctic /

Konukhin V.P. // Proceeding of a European Commission Cluster Conference — Luxembourg. **MA5**